Affaires indiennes et du Nord Canada
Indian and Northern Affairs Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2009

Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada | Indian and Northern Affairs Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2009

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord, des Affaires indiennes et du Nord Canada.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements régissent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site Web suivant : www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/

Canada

Publié avec l'autorisation du
ministre des Affaires indiennes et du Nord
canadien et interlocuteur fédéral auprès des
Métis et des Indiens non inscrits
Ottawa, 2010
www.ainc-inac.gc.ca
1 800 567-9604
ATS seulement 1 866 553-0554

QS-8509-100-FF-A1
No de catalogue R71-47/2009F-PDF
ISBN 978-1-100-94146-2

© Ministre des Travaux publics et des
Services gouvernementaux Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas Annual Report 2009

Message de l'honorable Chuck Strahl, c.p., député, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et interlocuteur fédéral auprès des Métis et des Indiens non inscrits

Le Nord demeure l'une des grandes priorités de ce gouvernement et, conformément à la Stratégie pour le Nord, nous continuerons de miser sur des partenariats avec le Nord, les Autochtones et le secteur privé afin de répondre aux besoins locaux ainsi qu'aux préoccupations partagées par l'ensemble des Canadiens.

Étant donné le grand potentiel en matière de ressources naturelles de l'Arctique et l'appétit du monde entier pour cette source d'énergie vitale, les investissements clés dans la prospection et l'exploitation pétrolières et gazières dans le Nord canadien doivent être maintenus, et ils le seront. L'intérêt que partage notre gouvernement pour cette région est avantageusement mis de l'avant grâce à des partenariats établis sur tous les fronts : sciences et recherche, réglementation, développement économique et gouvernance.

Le gouvernement du Canada maintient son engagement à l'égard d'un développement durable et responsable du Nord. Au cours de la dernière année, nous nous sommes concentrés sur l'instauration de changements administratifs qui visent à mieux servir le secteur en donnant plus de temps au secteur privé et aux collectivités pour discuter des conditions de fonctionnement imprévisibles et pour s'y adapter. Par ailleurs, la géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) en est à la deuxième année d'un programme quinquennal qui porte principalement sur la cartographie et la détermination du potentiel minéral et énergétique de l'Arctique. Ce projet rendra plus accessibles les données scientifiques qui étayent les décisions en matière de développement, surtout celles qui se rapportent à la prospection des ressources.

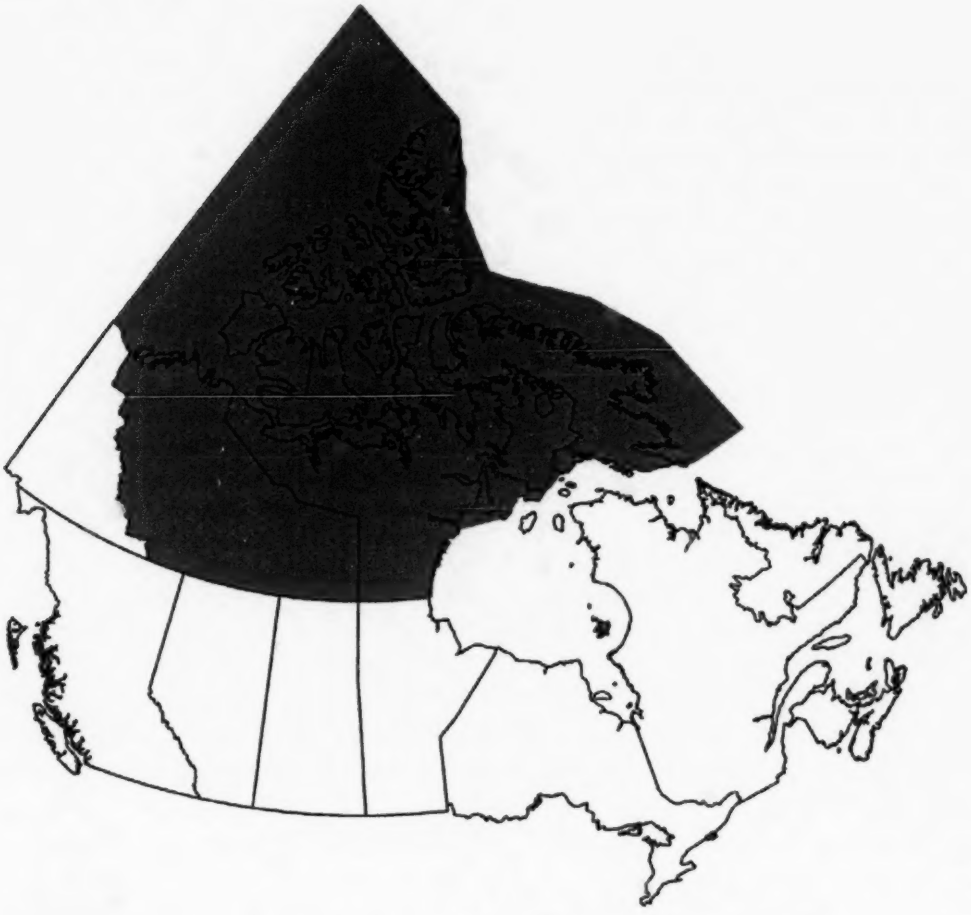
L'actuel gouvernement reconnaît que tous les Canadiens tireront avantage d'un avenir assuré pour le Nord canadien. Au cours des deux prochaines années, des investissements de 11 millions de dollars destinés à simplifier le régime de réglementation dans le Nord et de 8 millions de dollars affectés à la surveillance environnementale dans le Nord, annoncés dans le budget de 2010, nous aideront à concrétiser notre vision d'un Nord prospère au sein d'un Canada fort et souverain.

Je vous invite à consulter le présent rapport pour obtenir des précisions sur les travaux de prospection et d'exploitation des ressources pétrolières et gazières réalisés au cours de la dernière année dans le Nord canadien.

Conformément à l'article 109 de la Loi fédérale sur les hydrocarbures, je suis heureux de soumettre au Parlement le présent rapport annuel sur la gestion des terres pétrolières et gazières des Territoires du Nord Ouest, du Nunavut et de la région extracôtière septentrionale, pour l'année se terminant le 31 décembre 2009.

Chuck Strahl
le 6 mai 2010

Terres domaniales du Canada



Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Table des matières

PÉTROLE ET GAZ DU NORD 7
INTRODUCTION 7
Histoire 7
2009 en bref 8
RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES 9
GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ 12
ATTRIBUTION DES DROITS 12
Attribution des titres en 2009 13
Déclarations de découvertes importantes et exploitables, et les soumissions de plan de mise en valeur 13
ADMINISTRATION DES INTÉRÊTS 15
Permis de prospection 15
Administration des dépôts de garantie gérés 18
Retombées économiques 18
CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES 19
Milieux sensibles dans le sud de la mer de Beaufort et dans le delta du Mackenzie 19
Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) 20
ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD 21
OPÉRATIONS DANS LE NORD 21
MISE EN VALEUR ET PRODUCTION 24
LES REDEVANCES 27
Vérifications et évaluations 27
Administration des redevances 27
SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES 28
Direction générale du pétrole et du gaz du Nord 28
Autres sources d'information 29

Tableaux

Tableau 1 : prix du pétrole et du gaz 7

Tableau 2 : ressources en pétrole et en gaz 11

Tableau 3 : disposition des terres en date du 31 décembre 2009 14

Tableau 4 : permis de prospection 16

Tableau 5 : recettes tirées de l'administration des intérêts ($) 18

Tableau 6 : statistique sur le forage 2009 23

Tableau 7 : acquisition de données sismiques 23

Tableau 8 : production de pétrole et de gaz 25

Tableau 9 : recettes tirées des redevances ($) 27

Diagrammes

Diagramme 1 : puits forés 22

Diagramme 2 : production du pétrole 26

Diagramme 3 : production du gaz 26

PÉTROLE ET GAZ DU NORD

Introduction

À mesure que s'amenuisent les ressources classiques dans les secteurs traditionnels de production de l'Ouest canadien, le pétrole et le gaz du Nord canadien deviennent de plus en plus importants comme sources potentielles de pétrole léger, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel. Leur développement futur peuvent compléter la production croissante de pétrole des sables bitumineux et le développement du gaz de schiste dans l'Ouest canadien, élargissant le choix des options stratégiques pour le développement de l'énergie et des possibilités d'expansion pour l'industrie de l'exploration au Canada.

Parmi les bassins pétrolifères du Nord, le bassin de Beaufort-Mackenzie est connu pour être particulièrement riche en pétrole et en gaz, avec 59 découvertes de gisement jusqu'à présent. L'exploration côtière dans ce bassin continue avec succès, et on étend l'exploration aux eaux profondes de la mer de Beaufort, au delà de la limite du plateau continental, des zones non explorées lors des phases d'exploration précédentes. De nouveaux concepts et de nouvelles technologies sont mis en oeuvre par de grandes sociétés pétrolières actives au niveau mondial pour libérer le potentiel de cette zone extracôtière, une zone où la saison d'exploitation est courte et où les conditions de glace posent des défis.

Tableau 1 : prix du pétrole et du gaz

	décembre 2008	décembre 2009	moyenne 2009
Pétrole - $CAN/m3 (prix moyen à Edmonton)	561.99	469.74	416.41
Gaz - $CAN/GJ (prix moyen AECO marché intérieur)	6.01	4.61	4.07

Source : Ressources naturelles Canada

Les faibles prix du gaz naturel tout au long de l'année 2009 (voir le tableau 1) n'ont pas encouragé les nouveaux investissements pour l'exploration dans le Nord. L'arrivée du gaz de schiste a été un facteur qui a conduit à maintenir les prix bas, une contribution nouvelle et importante à l'approvisionnement en gaz. Comparativement aux prix du gaz naturel, les prix du pétrole ont été modérés et relativement stables.

L'investissement pour l'exploration pétrolière dans le Nord a été affecté par des délais concernant le projet proposé d'un gazoduc dans la région du Mackenzie. De nombreuses entreprises dont les ressources découvertes restent bloquées dans le delta et la partie centrale de la vallée du Mackenzie attendent un signal positif pour aller de l'avant avec ce développement. À cet égard, la publication du rapport de la Commission d'examen conjoint du Projet gazier Mackenzie, le 30 décembre 2009, constitue une étape importante[1].

Histoire

L'exploration pétrolière et gazière a commencé il y a fort longtemps dans le Nord canadien : elle remonte à la découverte d'un puits de pétrole foré à Norman Wells, en 1920. À la fin des années 1940 et 1950, l'exploration s'est intensifiée dans le Sud des Territoires du Nord-Ouest, et elle s'est poursuivie dans tout le Nord canadien, de 1960 à 1985, activement stimulée par le « choc pétrolier » de 1974 et des préoccupations liées à l'approvisionnement nationale.

[1] *Foundation for a sustainable Northern Future* – Rapport de la Commission d'examen conjoint du Projet gazier Mackenzie, décembre 2009

Au milieu des années 1980, on a assisté au développement plus poussé du champ pétrolifère Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et à la construction d'un pipeline reliant le champ Norman Wells au nord de l'Alberta.

L'engouement actuel pour le Nord canadien date du milieu des années 1990. L'exploration pétrolière et gazière dans le Nord canadien et les investissements dans ce secteur ont pris de l'ampleur en 1995, avec l'octroi par la Couronne de nouveaux permis de prospection dans le Sud des Territoires du Nord-Ouest, puis peu de temps après, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. En 1999 et en 2000, des entreprises ont acquis des droits sur la majeure partie du delta du Mackenzie et les régions marines adjacentes. Ceci a stimulé un regain des activités d'exploration au cours des dix dernières années, les entreprises cherchant à respecter les engagements de forage stipulés dans leurs permis. En 2007 et 2008, cet intérêt s'est porté sur des zones en eaux plus profondes à l'extérieur du plateau continental, au centre de la mer de Beaufort.

Au cours de cette décennie, l'activité sur les terres de la Couronne (et sur les terres privées adjacentes appartenant aux Autochtones et dont les droits de prospection sont octroyés par des organismes autochtones) a généré divers bénéfices pour les économies locales et régionales, y compris en formation, en emploi et en affaire; reflétant le potentiel du pétrole et du gaz comme moteur de l'économie du Nord.

2009 en bref

Les activités pétrolières et gazières du Nord on été infulencées par la conjoncture économique mondiale. Pour la première fois depuis des années, mais pas inattendu dans l'environnement économique actuel, il n'y a eu aucune réponse de l'industrie à l'appel de désignations dans le delta du Mackenzie/mer de Beaufort ou dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, appel clos plus tôt cette année. Aucun intérêt n'a été exprimé pour les îles arctiques du Nunavut, suivant la tendance des années précédentes.

Trois nouveaux puits d'exploration ont été forés : l'entrepreneur a rapporté une découverte de gaz pour l'un de ceux-ci; par la suite confirmé comme une découverte importante par l'Office national de l'énergie. L'Office a aussi déclaré deux autres découvertes importantes en 2009, bien que ces dernières aient trait à des puits forés les années précédentes.

Dans le mer de Beaufort, BP a complété avec succès ses opérations sismiques à la fin de l'été, avec l'acquisition de 1488 km de données sismiques 2D et 1577 km^2 de données sismiques 3D.

Du point de vue des opérations, 2009 a vue un baisse des dépenses en exploration estimées à 117 millions de dollars, environ la moitié de celles de 2008.

Trois champs ont produit du gaz et du pétroie en 2009 : le champ pétrolifère Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Le champ gazier Ikhil dans le delta du Mackenzie et le champ Cameron Hills au sud-ouest de Hay River, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. La production totale de gaz naturel a été de 192,4 x 10^6 m^3 en 2009, une baisse de 5,2 % par rapport à l'année précédente. La production totale de pétrole en 2009 a été de 901,2 x 10^3 m^3, une baisse de 4,3 %.

Les redevances perçues pendant l'année civile 2009 pour la production de gaz et de pétrole sur les terres domaniales du Nord se sont élevées à 18 876 656 $, une baisse de 38 % due à la production moindre et à la chute des prix par rapport aux niveaux de 2008.

Ressources pétrolières et gazières

Les ressources en pétrole et en gaz du Nord canadien[2] représentent environ 33 % des ressources restantes de gaz naturel du Canada récupérables de manière classique et 35 % du pétrole brut léger restant récupérable. Ces pourcentages ne tiennent pas compte des ressources de gaz et de pétrole non conventionnelles.

Dans le tableau 2, on donne les estimations par région[3]. Ce sont des estimations moyennes de ressources potentielles obtenues au moyen de méthodes probabilistes avec des données clairsemées. Il reste des incertitudes importantes sur les ressources potentielles de la plupart des bassins pétrolifères du Nord canadien, en particulier pour des scénarios d'exploration conceptuels qui doivent encore être prouvés au moyen de forages.

Les plus accessibles parmi ces ressources potentielles se trouvent entre la frontière avec les provinces, à 60° de latitude nord, et la mer de Beaufort, dans un vaste corridor entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien, et comprend la bordure nord du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. On estime que l'Arctique de l'Ouest, qui comprend une grande partie des Territoires du Nord-Ouest et la région marine adjacente de l'Arctique, renferme plus de la moitié du pétrole récupérable du Nord canadien, la plus importante contribution potentielle de ces resources se trouvant dans le bassin de Beaufort-Mackenzie.

Dans la région du delta du Mackenzie, la mise en valeur des gisements majeurs de Taglu et du lac Parsons ainsi que du grand gisement de Niglintgak est proposée dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. Les promoteurs du projet évaluent les ressources combinées de ces gisements à 161×10^9 m^3 (5,7 billions de pieds cubes)[4].

En 2009, l'Office national de l'énergie a confirmé deux découvertes importantes supplémentaires dans la région côtière du delta du Mackenzie, portant le nombre total de découvertes dans ce bassin à 59. MGM Energy, le seul opérateur dans la région côtière du delta en 2009, a annoncé avoir découvert des ressources de gaz dans son puits Ellice J-27, donnant des estimations moyennes de ressources potentiellement récupérables et de ressources prospectives totales respectives de 327 milliards de pieds cubes et de 121 milliards de pieds cubes[5] ($9,3 \times 10^9$ m^3 et $3,4 \times 10^9$ m^3), de nouvelles ressources en gaz à proximité des champs visés par le Projet gazier du Mackenzie.

D'autres champs gaziers découverts dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie pourraient être reliés à un pipeline dans la vallée du Mackenzie au moyen de courts pipelines latéraux. La découverte C-49/M-17 à Nogha dans les collines Colville est, d'après les documents de l'entreprise, présumée contenir environ 212 milliards de pieds cubes[5]

[2] Pour les régions des Territoires du Nord-Ouest, du Nunavut et extracôtières de l'Arctique administrées par le ministre des Affaires indiennes et du Nord Canada.

[3] Drummond Consulting 2009, « Northern Canada Distribution of Ultimate Oil and Gas Resources (Update) », preparé pour Affaires indiennes et du Nord Canada, 63 p., disponible en anglais seulement à http://drummondconsulting.com/NCAN09Report.pdf.

[4] Imperial Oil Ventures Limited, 2004, demande d'approbation, projet gazier Mackenzie, présentée à l'Office national de l'énergie; volume II, « Economics, Tolls and Tarifs », « Gas Supply Study », article 4.1

[5] MGM Energy Corp : formulaire annuel de renseignements, 23 mars 2009.

(6,0 x 10^9 m^3) de gaz naturel. En 2009, l'Office national de l'énergie a aussi déclaré une découverte importante au champ C-34 du lac Maunoir, que MGM avait annoncé comme découverte de pétrole, avec 235 barils par jour[4] (37,4 mètres cubes par jour).

Les volumes de gaz découverts dans les îles arctiques du Nunavut (au nord de la latitude 75) sont comparables à ceux de la région du delta du Mackenzie/mer de Beaufort. Le bassin le plus prometteur est le bassin Sverdrup dans lequel les découvertes passées comprennent des champs gaziers importants voisins de Drake Point et Hecla, avec des ressources combinées estimées à 257 x 10^9 m^3 (9,1 billions de pieds cubes). Des découvertes importantes de pétrole ainsi que des ressources potentielles, toujours non-explorées, en pétrole et en gaz sont également possibles dans cette vaste région à la géologie variée.

Dans de grandes parties du Nord, aucun forage n'a jusqu'à présent été effectué. Parmi celles-ci, on retrouve le plateau continental arctique, des zones en eaux profondes du plateau et de la pente continentale de Beaufort, la plus grande partie de la baie de Baffin et du détroit de Lancaster. Dans ces régions, le potentiel de pétrole et de gaz reste largement conceptuel.

Les hydrocarbures d'origine non conventionnelle dans le Nord présentent un intérêt futur potentiel. Parmi ceux-ci, on retrouve les sables bitumineux, le gaz de houille et de schiste et des accumulations d'hydrates de méthane sous le delta du Mackenzie. En particulier, le potentiel de gaz de schiste du prolongement nord du bassin de Horn River dans le sud des Territoires du Nord-Ouest doit encore être ajouté aux estimations de ressources potentielles de gaz : l'activité croissante en Colombie-Britannique aidera à définir le potentiel d'unités de schiste comparables au nord du 60e parallèle, en temps voulu.

Tableau 2 : ressources en pétrole et en gaz

RESSOURCES EN PÉTROLE

Région	Ressources découvertes		Ressources non découvertes		Ressources potentielles ultimes	
	10^6 m^3	*MMbbl*	10^6 m^3	*MMbbl*	10^6 m^3	*MMbbl*
Territoires du Nord-Ouest et zone extracôtiere	187,9	*1182,5*	799,7	*5032,6*	987,6	*6215,0*
Nunavut et zone extracôtiere	51,3	*322,9*	371,8	*2339,4*	423,1	*2662,3*
Yukon et zone extracôtière	62,5	*393,8*	412,7	*2596,8*	475,2	*2990,6*
Total	**301,7**	***1899,1***	**1584,1**	***9968,8***	**1885,9**	***11867,9***

RESSOURCES EN GAZ

Région	Ressources découvertes		Ressources non découvertes		Ressources potentielles ultimes	
	10^9 m^3	*Bpc*	10^9 m^3	*Bpc*	10^9 m^3	*Bpc*
Territoires du Nord-Ouest et zone extracôtiere	457,6	*16,2*	1542,2	*54,8*	1999,8	*71,0*
Nunavut et zone extracôtiere	449,7	*16,0*	1191,9	*42,3*	1641,6	*58,3*
Yukon et zone extracôtière	4,5	*0,2*	486,6	*17,3*	491,1	*17,4*
Total	**911,8**	***32,7***	**3220,7**	***114,3***	**4132,6**	***146,7***

- MMbbl – million de barils (de pétrole); Bpc – billion de pieds cubes (de gaz naturel).
- Ressources « récupérables » : des facteurs standard de récupération ont été appliqués.
- Un facteur était appliqué aux volumes de ressources conceptualles pour tenir compte du risque. Les chiffres peuvent ne pas s'ajouter avec précision car ils ont été arrondis.
- Adapté du tableau présenté dans le document « *Drummond, K. J. 2009, Northern Canada - Distribution of Ultimate Oil and Gas Resources* », 60 pp.; disponible à www.drummondconsulting.com/NCAN09Report.pdf. Compilation et intégration de plusieurs sources publiées. Les ressources réelles sur le terrain peuvent avoir été sous-estimées ou surestimées. Les volumes et la distribution doivent être considérés approximatifs et ils reflètent l'opinion de l'auteur.
- La région extracôtière de l'Arctique comprend les zones marines au large du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest dans la mer de Beaufort, ainsi que la région extracôtière du Nunavut dans le Haut-Arctique et l'Arctique de l'est. Les ressources du Yukon ne sont pas prises en compte.
- Veuillez noter que les volumes de gaz découverts ne tiennent pas compte des estimations faites pour les découvertes récentes (à Ellice I-48, Olivier H-01, Langley K-30, Langley E-07, Kurk M-15 et Ellice J-27 dans le delta du Mackenzie et Summit Creek B-44, Stewart D-57, Lac Maunoir C-34 et Nogha C-49 dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie).

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien fournit annuellement à l'industrie l'occasion d'obtenir des droits de prospection dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes dans le Nord canadien. Ces droits d'exploration (permis de prospection) sont délivrés conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Les cartes montant la disposition des droits pétrolier et gaziers actuels sont disponibles sur le site Web d'Affaires indiennes et du Nord Canada (www.ainc-inac.gc.ca/nth/og).

Conformément aux dispositions des ententes sur le règlement des revendications territoriales, l'appui des communautés et des organismes autochtones au sujet des conditions et des clauses d'attribution des droits et d'autres questions sont discutés avant l'attribution de ces droits.

Chaque appel d'offres est précédé d'une demande de désignations. Cette dernière permet à l'industrie de préciser les lots de terres qui feront l'objet d'un appel d'offres subséquent. L'appel d'offres demeurera en vigueur pour la durée obligatoire minimale de 120 jours.

Des droits de prospection sont attribués suite à un processus d'appel ouvert et compétitif. Un seul critère d'évaluation de la soumission, actuellement les dépenses prévues en exploration sur les terres en question (offre d'exécution des travaux), est utilisé pour déterminer le soumissionnaire retenu, auquel sera attribué un permis de prospection d'une durée maximale pouvant aller jusqu'à neuf ans, divisée en deux périodes. Le soumissionnaire retenu est supposé dépenser une somme correspondante aux travaux proposés pendant la première période du permis et doit forer un puits au cours de la première période pour pouvoir prolonger le permis dans la deuxième période.

En décembre 2009, le terme des futurs permis de prospection émis pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie a été porté de huit à neuf ans. Ce terme plus long comprendra deux périodes consécutives de cinq et quatre ans plutôt que deux périodes égales de quatre ans. De plus, les parties intéressées avaient eu l'option de modifier le terme des permis de prospection existants dans la première période de huit à neuf ans. Neuf années est le terme maximal permis en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et correspond au terme des permis de prospection émis pour le delta du Mackenzie/mer de Beaufort et les îles arctiques du Nunavut.

À partir de décembre 2009, le soumissionnaire retenu aura 15 jours ouvrables, 10 auparavant, pour faire le dépôt d'exécution des travaux (25 % de l'offre d'exécution des travaux). Cette période commence le jour suivant l'avis d'affichage des soumissions retenues sur le site Web d'Affaires indiennes et du Nord Canada (www.ainc-inac.gc.ca/nth/og).

En 2009, des éclaircissements ont été faits concernant le commencement du permis de prospection et sur la politique pour le dépôt de forage. Les détails peuvent être trouvés dans les termes et conditions actuels.

En janvier 2009, trois demandes de désignations se sont terminées dans le delta du Mackenzie/mer de Beaufort, la partie centrale de la vallée du Mackenzie et les îles arctiques du Nunavut. L'industrie n'a pas répondu à ces demandes et aucun appel d'offres n'a été lancé en 2009.

En décembre 2009, deux demandes de désignations ont été lancées pour le delta du Mackenzie/mer de Beaufort et la partie centrale de la vallée du Mackenzie, les deux se terminant le 28 janvier 2010. Des préparatifs sont également en cours pour une demande de désignations dans les îles arctiques du Nunavut en janvier 2010.

Attribution des titres en 2009

L'industrie n'ayant pas répondu aux demandes de désignations en 2009, aucun nouveau permis de prospection n'a été émis pour le delta du Mackenzie/mer de Beaufort, la partie centrale de la vallée du Mackenzie et les îles arctiques du Nunavut.

Au cours de l'année, sept permis de prospection ont expiré : six arrivés à expiration et un par abandon.

Deux attestations de découverte importante (SDL) ont été émises : SDL145 à Suncor Energy Inc. (auparavant Petro-Canada) et SDL146 à BP Canada Energy Company, Chevron Canada Limited et MGM Energy Corp.

Aucun permis de production n'a été délivré au cours de l'année.

Déclarations de découvertes importantes et exploitables, et les soumissions de plan de mise en valeur

L'Office national de l'énergie a fait trois déclarations de découverte importante conformément à l'article 28(1) de la Partie III de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et de l'article 28.2(4) de la Partie II de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* : à Petro-Canada pour le puits M-15 de PC Anderson Kurk sur EL419 dans le delta du Mackenzie, foré en 2002; à MGM Energy Corp. pour le puits C-34 de MGM et al au lac Maunoir sur EL399 dans les collines de Colville, foré en 2004; et à MGM Energy Corp. pour le puits Ellice J-27 de MGM et al sur EL427 dans le delta du Mackenzie, foré durant l'hiver 2008-2009.

Aucune demande de déclaration de découverte commerciale ou pour l'approbation de plans de développement n'a été reçue au cours de l'année 2009.

Tableau 3 : disposition des terres en date du 31 décembre 2009

Région	Permis de prospection	Licence de prospection	Permis de découverte importante	Anciens droits[1]	Total
En hectares					
Archipel arctic	0	1 224	332 882	0	**334 106**
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	11 184	862 500	**873 684**
Baie d'Hudson[2]	0	0	0	126 376	**126 376**
Mer de Beaufort	2 020 581	0	192 668	0	**2 213 249**
Delta du Mackenzie	75 536	3 423	132 619	0	**211 578**
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	1 638 396	0	61 471	654	**1 700 521**
Sud de Territoires du Nord-Ouest	0	32 842	65 125	24 998	**122 965**
Total	**3 734 513**	**37 489**	**795 949**	**1 014 528**	**5 582 479**

Région	Permis de prospection	Licence de prospection	Permis de découverte importante	Anciens droits[1]	Total
Par type de permis (nombre de permis)					
Archipel arctic	0	1	20	0	**21**
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	1	30	**31**
Baie d'Hudson[2]	0	0	0	8	**8**
Mer de Beaufort	12	0	39	0	**51**
Delta du Mackenzie	1	2	37	0	**40**
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	21	0	11	6	**38**
Sud de Territoires du Nord-Ouest	0	21	31	11	**63**
Total	**34**	**24**	**139**	**55**	**252**

[1] Permis et/ou baux émis en vertu de régimes législatifs précédents, conformément à l'article 112(2) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

[2] Les permis de la Baie d'Hudson situés dans la zone extracôtière sont sous la juridiction de Ressources naturelles Canada alors que ceux situés dan la zone infracôtière sont sous la juridiction d'Affaires indiennes et du Nord canadien.

Administration des intérêts

Permis de prospection

Dans le tableau 4, on donne les permis de prospection actifs en 2009. Au cours de cette année, sept permis se sont terminés; six arrivés à expiration et un par abandon. Les permis de prospection en première période dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie ont été prolongées d'un an.

Afin d'obtenir un permis de prospection, le soumissionnaire doit faire un dépôt de soumission au montant de 10 000 $ pour sa parcelle spécifique. Le soumissionnaire retenu doit faire un dépôt correspondant à 25 % de l'offre d'exécution des travaux comme garantie de l'exécution du travail dans les 15 jours ouvrables. À défaut d'afficher les travaux en tant que dépôt de sécurité pour l'exécution du travail entraînera le rejet de l'offre et la confiscation du dépôt de soumission. Dans un tel cas, le ministre peut, s'il le juge pertinent, accorder le permis de prospection au soumissionnaire classé deuxième, sans lancer un autre appel d'offres.

Le dépôt requis pour les travaux de la première période et les loyers de la deuxième période sont remboursables dès l'achèvement et l'approbation des travaux entrepris dans le cadre du permis. Si les dépenses admissibles de la première période ne rencontrent pas les dépenses liées aux travaux, le solde du dépôt sera confisqué. De même, les loyers sont exigés en totalité au début de chaque année de la deuxième période. Tout solde de loyer restant à la fin de la deuxième période sera confisqué.

L'administration des dépôts inclut l'approbation des dépenses admissibles qui sont présentées lorsque les travaux de prospection sont terminés. L'administration des dépôts se poursuit tout au long de l'année lors de la réception des nouveaux dépôts pour les loyers de la deuxième période et lorsque des modifications sont apportées à ceux qui font déjà partie du système.

Tableau 4 : permis de prospection

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire [1]	Date d'entrée en vigueur	Puits doit être foré avant le [5]		Expiration	Dépenses prévues dans la soumission ($)
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie							
EL317 [2]	175 810	Talisman Energy Inc.	05-oct.-1986	N/A			N/A
EL329 [2]	349 981	BP Canada Energy Resources	05-sept.-1987	N/A			N/A
EL427-A [4]	73 608	MGM Energy Corp	20-sept.-2004	14-août-2005	✓	14-août-2009	
EL427-B	18 912	MGM Energy Corp	20-sept.-2004	13-mai-2007	✓	13-mai-2011	151 758 288 [3]
EL427-C	54 829	MGM Energy Corp	20-sept.-2004	07-juin-2009	✓	07-juin-2013	
EL434	56 619	MGM Energy Corp.	03-mai-2006	02-mai-2011		02-mai-2015	40 169 000
EL435	99 942	Shell Canada Limited	03-mai-2006	02-mai-2011		02-mai-2015	11 552 332
EL446	205 321	Imperial Oil Resources Ventures Limited	01-oct.-2007	30-sept.-2012		30-sept.-2016	585 000 000
EL447	103 711	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	01-sept.-2007	31-août-2012		31-août-2016	12 084 131
EL448	108 185	Chevron Canada Limited	31-déc.-2007	30-déc.-2012		30-déc.-2016	1 010 100
EL449	202 380	BP Exploration Company Ltd.	01-déc.-2008	30-nov.-2013		30-nov.-2017	1 180 100 000
EL450	41 323	MGM Energy Corp.	03-juin-2008	02-juin-2013		02-juin-2017	1 754 636
EL451	205 359	BP Exploration Company Ltd.	01-déc.-2008	30-nov.-2013		30-nov.-2017	15 100 000
EL452	196 497	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	01-déc.-2008	30-nov.-2013		30-nov.-2017	2 543 896
EL453	203 635	BP Exploration Company Ltd.	01-déc.-2008	30-nov.-2013		30-nov.-2017	1 100 000

LE TABLEAU 4 CONTINUE SUR LA PAGE SUIVANTE

Tableau 4 : permis de prospection (suite)

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire [1]	Date d'entrée en vigueur	Puits doit être foré avant le		Expiration	Dépenses prévues dans la soumission ($)
Partie centrale de la vallée du Mackenzie							
EL413	80 464	Kodiak Energy Inc.	18-sept.-2001	17-sept.-2005	✓	17-sept.-2010	2 000 000
EL414 [4]	84 880	MGM Energy Corp	18-sept.-2001	17-sept.-2005	✓	17-sept.-2009	10 750 000
EL423	90 632	Husky Oil Operations Limited	08-juin-2004	07-juin-2008	✓	07-juin-2012	24 800 000
EL425	27 230	Petro-Canada	08-juin-2004	07-juin-2010		07-juin-2013	22 000 000
EL428 [4]	81 008	Apache Canada Ltd.	18-mai-2005	17-mai-2009		17-mai-2013	3 200 000
EL429 [4]	82 880	BG International Limited	18-mai-2005	17-mai-2009		17-mai-2013	12 500 000
EL430 [4]	51 637	MGM Energy Corp.	18-mai-2005	17-mai-2009		17-mai-2013	3 510 000
EL431	78 516	Petro-Canada	18-mai-2005	17-mai-2009		17-mai-2014	2 787 792
EL432 [4]	64 048	BG International Limited	18-mai-2005	17-mai-2009		17-mai-2013	4 000 000
EL433 [4]	88 004	Petro-Canada	18-mai-2005	17-mai-2009	✓	17-mai-2013	32 128 045
EL436 [6]	84 353	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2011		09-mai-2015	12 150 000
EL437 [6]	85 993	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2011		09-mai-2015	32 775 000
EL438 [6]	87 183	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2011		09-mai-2015	3 850 000
EL439 [6]	82 820	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2011		09-mai-2015	5 125 000
EL440 [6]	87 872	MGM Energy Corp.	10-mai-2006	09-mai-2010		09-mai-2014	6 300 000
EL441 [6]	88 452	Husky Oil Operations Limited	10-mai-2006	09-mai-2010		09-mai-2014	10 500 000
EL442 [6]	63 312	MGM Energy Corp.	10-mai-2007	09-mai-2011		09-mai-2015	8 260 000
EL443 [6]	91 116	Husky Oil Operations Limited	10-mai-2007	09-mai-2011		09-mai-2015	4 888 888
EL444 [6]	74 604	BG International Limited	10-mai-2007	09-mai-2011		09-mai-2015	1 100 000
EL445 [6]	81 292	BG International Limited	10-mai-2007	09-mai-2011		09-mai-2015	1 100 000
EL454 [6]	82 100	MGM Energy Corp.	01-déc.-2008	30-nov.-2012		30-nov.-2016	5 487 626

• Soumissions de travail arrondies au dollar près.

[1] Ces représentants sont ceux au 31 décembre 2009.

[2] En vertu d'ordres décret d'interdiction des travaux conformément à l'article 12(1) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

[3] Consolidation en vertu de l'article 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (Veuillez noter que pour les permis consolidés, un puits peut ne pas être suffisant pour détenir toutes les terres du permis, selon les clauses et les conditions).

[4] Permis a expiré ou a été abandonné au cours de 2009.

[5] En vertu du permis original, la première période peut être prolongée au moyen de dépôts de forage ou de modifications apportées au permis.

[6] Prolongement d'une année accordée au permis de prospection pendant la première période dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie.

✓ Exigence sur le puits satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits exploratoire ou de délimitation avant la fin de la première période du terme constitue une condition pour l'obtention de la deuxième période.

Administration des dépôts de garantie gérés

Les dépôts de garantie de la première période et de la deuxième période sont retenus pour fins de remboursement.

Au cours de la première période, 25 % d'un offre d'exécution des travaux est retenu en dépôt, et 1 $ sera remboursé pour chaque tranche de 4 $ de dépense admissible. Les dépôts de sécurité dont nous disposions au 31 décembre 2009 totalisaient 499 397 863 $.

Au cours de la deuxième période, le dépôt de sécurité comprend les loyers à percevoir annuellement aux taux suivants par hectare : 1ère année à 3,00 $; 2e année à 5,50 $; 3e année et 4e année à 8,00 $. Les loyers seront remboursés au taux de 1 $ pour chaque 1 $ de dépense admissible. Les dépôts de sécurité dont nous disposions au 31 décembre 2009 totalisaient 5 508 117 $.

Tableau 5 : recettes tirées de l'administration des intérêts ($)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Loyers non remboursables (anciens baux) [1]	61 111	66 500	62 500	62 749	54 817	21 613
Frais de délivrance et d'enregistrement	8 600	13 500	19 891	26 998	30 762	43 306
Renonciation sur les travaux [2]	16 933 374	26 228 000	0	1 290 404	22 174 929	2 054 238
Total	**17 003 085**	**26 308 000**	**82 391**	**1 380 151**	**22 260 508**	**2 119 157**

[1] Ces baux précédents étaient émis en vertu du Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada et sont restés en vigueur en vertu de l'article114 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

[2] Les dépôts de garantie qui n'ont pas été compensées par des dépenses sont confisqués après l'expiration de la première ou la deuxième période d'un permis de prospection.

Retombées économiques

L'article 5.2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et l'article 21 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* stipulent les exigences sur les plans de retombées à soumettre au ministre avant de pouvoir être autorisé à des activités ayant trait au pétrole ou au gaz ou recevoir l'approbation de plans de développement.

Dans un plan de retombées économiques, une entreprise proposant une exploration ou un développement doit décrire les principes, les stratégies et les procédures qu'elle s'engage à suivre pour assurer un accès égal aux Canadiens ou aux entreprises canadiennes qualifiés aux emplois et aux contrats. Le ministère requiert qu'une entreprise soumette un rapport sur les résultats de la mise en œuvre de son plan de retombées économiques. Depuis longtemps, le ministère a encouragé les entreprises à favoriser les Autochtones, les Canadiens vivant dans le Nord et les entreprises qualifiés, à l'échelle locale ou régionale, sur une base concurrentielle.

Cette année, l'exploration dans le delta du Mackenzie a permis de fournir de la formation, des emplois et des retombées économiques aux communautés locales du Nord. Dans le sud de la vallée du Mackenzie, les économies locales et régionales ont continué de bénéficier des activités en cours de production et d'entretien ayant trait au pétrole et au gaz, dans la région des collines de Cameron. Au large des côtes de la mer de Beaufort, un programme

d'acquisition de données sismiques en eaux profondes a permis de fournir de la formation, des emplois et des possibilités d'approvisionnement en biens et services aux travailleurs locaux et régionaux, ainsi qu'aux entreprises locales et régionales. Au cours de l'hiver et de l'été 2009, ces activités ont apporté des retombées directes estimées à 100 millions de dollars aux économies locales et régionales, ainsi qu'à d'autres économies canadiennes.

Considérations environnementales

Dans le cadre du processus annuel menant aux demandes de désignation, les groupes autochtones du Nord sont avisés de l'intention du ministre d'ouvrir des terres et ont l'occasion de déterminer les zones à l'environnement sensible et celles ayant un intérêt spécial pour des raisons culturelles. Ce processus permet de discuter des préoccupations qui peuvent être soulevées par les activités ayant trait au pétrole ou au gaz résultant de l'émission de permis de prospection.

Affaires indiennes et du Nord Canada sollicite aussi l'opinion de groupes d'experts des gouvernements territoriaux et d'autres ministères fédéraux sur les demandes proposées, travaillant avec les ministères responsables de la planification et de la gestion des zones protégées, comme les zones marines protégées, les sanctuaires de migration des oiseaux et la stratégie des régions protégées de la vallée du Mackenzie, afin de s'assurer que les diverses initiatives de gestion des terres sont intégrées. Toutes les suggestions, ainsi que les plans d'utilisation des terres du Nord comme le plan d'utilisation des terres Gwich'in et l'ébauche du plan d'utilisation des terres Sahtu, sont utilisées lors de l'élaboration de la zone de demandes, des cartes et d'autres documents.

Les considérations environnementales et l'apport des groupes autochtones du Nord sont importants pour la conception et la mise en œuvre des initiatives d'émission de droits pétroliers du ministère. Ils servent à alerter l'industrie d'inquiétudes potentielles qui peuvent devoir être traitées quand des entreprises exercent ultérieurement leurs permis d'utilisation des terres, leurs permis d'eau et leurs autorisations de travaux pour réaliser des opérations géophysiques ou de forage en vertu de leur permis de prospection. La zone ouverte aux désignations, le contenu du dossier de demande de désignations et les clauses et conditions associées aux demandes de désignations et aux soumissions reflètent la prise en compte des conseils reçus lors de ce processus de consultation.

Milieux sensibles dans le sud de la mer de Beaufort et dans le delta du Mackenzie

En 2009, Affaires indiennes et du Nord Canada a introduit l'Outil de gestion de l'environnement et des ressources pétrolières (OGERP) lors de ses consultations conduisant aux demandes de désignations.

L'OGERP est un système d'information géographique interactif, sur le Web, qui permet de produire des cartes sur la sensibilité environnementale et socio-économique pour une sélection d'éléments importants de l'écosystème, basés sur des données fournies par des experts. Il comprend également des cartes résumant le potentiel géologique. L'objectif initial de l'OGERP est le sud de la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie dans la région designée des Inuvialuit.

Les objectifs de l'OGERP sont d'améliorer la planification de l'attribution de droits et la prise de décision à cet égard, d'encourager

l'échange d'information avec les groupes autochtones du Nord et d'autres parties intéressées et d'alerter les entreprises qui envisagent d'obtenir des permis de prospection dans des zones potentiellement sensibles qui pourraient nécessiter des efforts spéciaux d'atténuation. Parmi les thèmes environnementaux pour lesquels on produit des cartes actuellement, on retrouve les ours polaires, les baleines boréales, les bélugas, les oiseaux migrateurs et les phoques annelés. La sensibilité socio-économique est développée à partir d'information sur la chasse traditionnelle. Ces cartes seront encore reprises et développées en consultation avec des partenaires en gestion des ressources.

On peut trouver un lien vers l'OGERP à l'adresse suivante : www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/pemt/index-fra.asp. On peut aussi y trouver une information de base importante sur cette initiative.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)[6]

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) finance des études environnementales ou sociales ayant trait à l'exploration, au développement et à la production de pétrole et de gaz sur les terres domaniales. Ce fonds a été établi en vertu de la Partie VII de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Le Conseil de gestion du FEE a financé son programme d'études nordiques en 2009 au moyen de cotisations auprès des parties intéressées dans le domaine du gaz et du pétrole, votées par le Conseil et ensuite approuvées par le ministre. Un budget 2009 de 677 975 $, basé sur les recommandations du Conseil, a été approuvé pour le Nord par le ministre des Affaires indiennes et du Nord Canada.

[6] Pour plus d'information voir le site Web du FEE (www.esrfunds.org).

La Direction générale du gaz et du pétrole du Nord d'Affaires indiennes et du Nord Canada est membre du Conseil de gestion du FEE et préside le Comité consultatif pour le Nord du FEE, participant ainsi à l'établissement des priorités de recherche et des projets financés par le FEE.

Un rapport final sur la recherche dans le Nord a été publié en 2009 : le rapport no 173 du FEE intitulé « *Assessment of Drilling Waste Disposal Options in the Inuvialuit Settlement Region* ». Ce rapport a été préparé par AMEC Earth and Environmental de Calgary (Alberta). Trois autres études ont été complétées en 2009 et en sont aux étapes finales de publication : le rapport 172 du FEE intitulé « *Valued Component Thresholds (Management Objectives) Project* »; le rapport 174 du FEE « *Bosworth Creek (NWT) Literature Review* »; le rapport 175 du FEE intitulé « *Considerations in developing oil and gas industry best practices in the North* ».

Les projets de recherche suivants ont été entrepris en 2009 : une évaluation des répercussions et du recouvrement des profils sismiques (deuxième année d'une étude de trois ans); une étude de Tuktoyaktuk Harbour/Gaz et pétrole extracôtiers; étude des caractéristiques de propagation des ondes sismiques dans la mer de Beaufort (Atelier); et une étude de l'état des connaissances sur les déversements accidentels de pétrole et identification des problèmes clés, mer de Beaufort.

Autres activités scientifiques

En plus du FEE, la Direction générale de pétrole et gaz du Nord coordonne les recherches scientifiques financées par le gouvernement fédéral relatives au Projet gazier du Mackenzie et aux activités pétrolières et gazières induites. Elle représente le ministère au Comité pour le portefeuille

pétrole et gaz sur les terres domaniales du Programme de recherche et de développement énergétique, et elle encourage des partenariats parmi l'industrie, les communautés autochtones et d'autres ministères fédéraux afin d'initier des recherches scientifiques nécessaires pour soutenir la prise de décision en matière de gestion et de réglementation.

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

Opérations dans le Nord

Sommaire

En 2009, le nombre total de mètres de puits forés dans les Territoires du Nord-Ouest a été de 10 024. Trois puits d'exploration dans le delta du Mackenzie ont représenté cinquante-huit pour cent de ce total (5 874 mètres), le reste correspondait à trois puits de développement dans le champ Norman Wells. En 2009, il n'y a eu que deux nouveaux puits d'exploration mis en chantier, tous les deux dans le delta du Mackenzie. Le forage d'un troisième puits dans le delta, commencé juste avant la fin de l'année, et a été terminé en janvier. Il n'y a eu aucun forage d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, ni au large des côtes de l'Arctique.

En 2009, il y a eu deux opérations géophysiques sur le terrain, les deux ayant trait à des permis de prospection extracôtière dans la mer de Beaufort. Au total, on a acquis 1 487,8 km de données sismiques 2D et 1 576,7 km² de données sismiques 3D. Cinq autres programmes géophysiques ont été approuvés pour l'achat et le re-traitement de données. Ces programmes ne visent pas les opérations sur le terrain.

Les dépenses totales d'exploration dans le Nord sont estimées à 117 millions de $ pour 2009.

Partie sud des Territoires du Nord-Ouest

Il n'y a pas eu de nouveau forage de développement dans cette région en 2009. Cinq puits ont été rouverts dans la région de Fort Liard à des fins de suspension ou d'abandon.

Delta du Mackenzie

Dans le delta du Mackenzie, MGM Energy a terminé un programme de forage de trois puits. Ellice-J27, commencé à la fin de décembre, a été foré jusqu'à une profondeur totale de 2102 m sur EL427-A à la limite du delta. Ce puits a été testé et l'entreprise a annoncé une découverte de gaz[7]. Les puits North Ellice J-17 et North Ellice A-25 ont été forés en février et en mars également sur EL427-A; le forage du premier sur 1712 m a été suspendu et celui du deuxième sur 2475 m a été abandonné.

Aucune opération géophysique sur le terrain n'a été menée dans la région côtière du delta du Mackenzie en 2009.

Mer de Beaufort

BP a acquis des données marines sismiques 3D importantes à Pokak à la limite du plateau continental au centre de la mer de Beaufort. Ce programme a couvert la plus grande partie du

[7] MGM Energy Corp. : Formulaire annuel de renseignements, 23 mars 2009, p. 16.

permis EL449 de BP, avec un programme complémentaire en 2D pour le permis adjacent EL451.

Partie centrale de la vallée du Mackenzie

Il n'y a eu aucune exploration ni aucun développement par l'industrie dans cette région en 2009.

Îles Arctiques du Nunavut

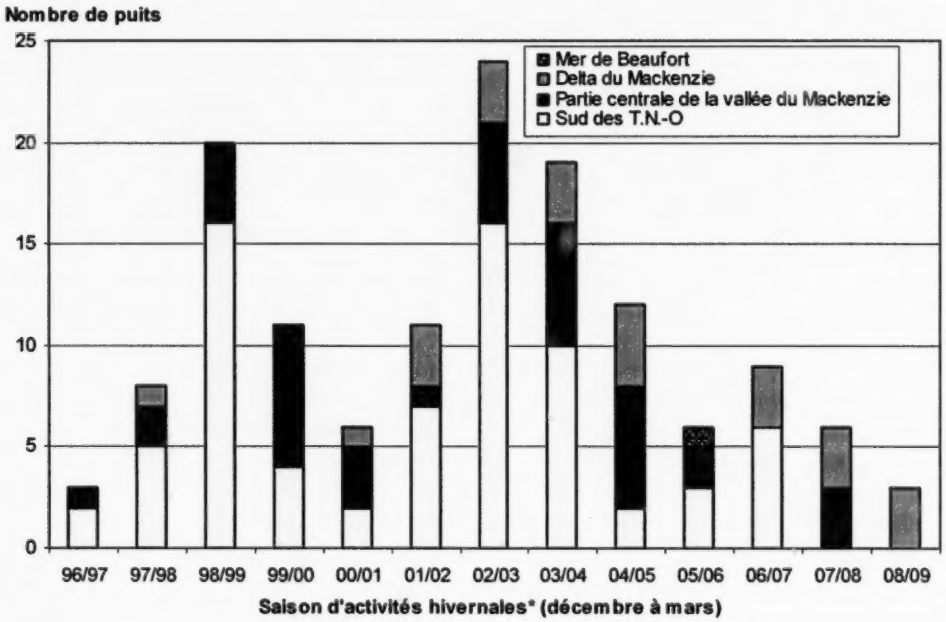
Il n'y a eu aucune exploration ni aucun développement par l'industrie dans cette région en 2009.

Région marine de l'Arctique de l'Est

Il n'y a eu aucune exploration ni aucun développement par l'industrie dans cette région en 2009.

[Note : Le Bureau d'information sur les terres domaniales de l'Office national de l'énergie est la principale source des données opérationnelles citées ci-dessus.]

Diagramme 1 : puits forés



* Ne comprend pas les forages de développement effectués à Norman Wells

Tableau 6 : statistique sur le forage 2009

Nom du puits	Lat (NAD 27)	Long (NAD 27)	Classe[1]	Profondeur totale (m)	Mètres forés en 2009	Démarage	Unité libérée	État du puits[2]	Permis[3]
Partie sud des Territoires									
Ré-entrées des puits précédemment forés									
Paramount et al ARROWHEAD RIVER N-65	60,579	-122,955	EX	2925,0	-	10-Feb-09	13-Feb-09	S	SDL129
Paramount et al BOVIE C-76A	60,254	-122,990	EX	3464,0	-	24-Feb-09	24-Mar-09	A	SDL122
Paramount et al FORT LIARD O-35	60,080	-123,356	DEL	2121,0	-	30-Jan-09	02-Feb-09	S	PL07
Paramount et al FORT LIARD I-46	60,092	-123,382	DEL	1449,0	-	03-Feb-09	09-Feb-09	S	PL08
Paramount et al BOVIE J-76	60,262	-122,983	EX	3353,0	-	14-Feb-09	22-Feb-09	S	SDL122
Vallée du Mackenzie									
Nouveaux puits									
Imperial et al NORMAN WELLS N-50X[4]	65,257	-126,866	DEV	1210,0	-	05-Aug-09	25-Aug-09	S	PA
Imperial et al NORMAN WELLS M-50-2X[4]	65,257	-126,866	DEV	2032,0	-	08-Jul-09	03-Aug-09	S	PA
Imperial et al NORMAN WELLS O-42X	65,257	-126,866	DEV	998,0	-	26-Aug-09	04-Sep-09	S	PA
Delta du Mackenzie									
Nouveaux puits									
MGM et al NORTH ELLICE J-17	69,275	-135,802	EX	1712,0	-	02-Feb-09	23-Feb-09	S	EL427-A
MGM et al ELLICE J-27[5]	69,111	-135,848	EX	2102,0	1 597,0	25-Dec-08	22-Jan-09	S	EL427-A
MGM et al NORTH ELLICE A-25	69,235	-135,836	EX	2475,0	-	02-Mar-09	26-Mar-09	A	EL427-A

[1] Classe : EX=puits de prospection, DEL=puits de délimitation, DEV=puits de développement

[2] État des travaux : S=suspendu, A=abandonné, PR=production

[3] Permis : EL= permis de prospection; SDL= attestation de découverte importante; PL = Licence de Production, SA=terres Sahtu, PA=zone des réserves prouvées de Norman Wells

[4] Puits horizontal

[5] Forage au delà de la fin d'année

Tableau 7 : acquisition de données sismiques

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Sismique - 2D (en Km)	3 251	2 506	586	189	564	3 917	6 028	12 684	1 488
Sismique - 3D (en Km /carré)	7 893	4 060	194	804	635	1 100	0	1 638	1 577

MISE EN VALEUR ET PRODUCTION

En 2009, il n'y avait que trois champs pétroliers ou gaziers en production dans les Territoires du Nord-Ouest; le champs pétrolier de Norman Wells, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le champs gazier Ikhil, dans le delta du Mackenzie, et le champs des collines Cameron, au sud-ouest de Hay River, dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest.

Le champ Norman Wells d'Imperial Oil dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie constitue le point de départ nord de l'oléoduc Enbridge qui se termine à Zama (Alberta). Ce champ de pétrole important découvert en 1920 continue de produire du pétrole à partir d'un reef du dévonien qui se trouve en grande partie sous le fleuve Mackenzie. À la fin de 2009, ce champ a produit au total 40,7 x 10^6 m^3 (256 millions de barils). En 2009, sa production a baissé de 2,75 % par rapport à 2008. Ce champ a été pleinement développé au début des années 1980 et a produit de manière continue depuis 1985, bien que la production a été limitée lors de périodes plus anciennes.

Le gaz du champ Ikhil dans le delta du Mackenzie est produit dans deux puits et transporté jusqu'à Inuvik grâce à un gazoduc de 50 km, où il sert à la production d'électricité et au chauffage. À la fin de 2009, ce champ a produit au total 160,4 x 10^6 m^3 (5,7 milliards de pieds cubes) de gaz naturel pendant ses 11 années de production.

Le seul champ produisant dans le sud des territoires du Nord-Ouest en 2009 était celui des collines Cameron, exploité par Paramount. La production des quatre puits exploités par cette entreprise dans le région de Fort Liard est toujours suspendue. Le champ des collines Cameron produit du pétrole et du gaz, qui sont transportés par pipeline vers le sud jusque dans la région de Bistcho dans le nord de l'Alberta. Après huit années de production, ce champ a produit au total à la fin de l'année 752 x 10^6 m^3 (26,6 milliards de pieds cubes) de gaz naturel et 329 x 10^3 m^3 (2,1 millions de barils) de pétrole.

Aucun champ n'était en production au Nunavut ou dans la région marine de l'Arctique.

En 2009, la production totale de gaz naturel des Territoires du Nord-Ouest a été de 192,4 x 10^6 m^3 (6,8 milliards de pieds cubes), une baisse de 5,2 % par rapport à l'année précédente. Plus de la moitié du gaz produit était associée à du pétrole à Norman Wells, et était utilisé pour des opérations sur le terrain. La plus grande partie de la baisse de production était due au champ des collines Cameron (16,7 % de moins qu'en 2009).

La production totale de pétrole en 2009 a été de 901,2 x 10^3 m^3 (5,7 millions de barils), une baisse de 4,3 % par rapport à 2008. Une partie de cette baisse a été due à la baisse de 32,6 % de la production dans le champ des collines Cameron, le reste provenant du déclin prévu de la production de Norman Wells.

Tableau 8 : production de pétrole et de gaz

	2005	2006	2007	2008	2009	2008-2009 écart
Production de pétrole (milliers de mètres cubes)						
Norman Wells (Imperial Oil)	1042,6	1012,4	964,3	893,6	869,0	- 2,75%
Collines Cameron (Paramount)	47,2	70,3	53,3	47,8	32,2	- 32,64%
Total	**1089,8**	**1082,7**	**1017,6**	**941,4**	**901,2**	**- 4,27%**
Production de gaz (millions de mètres cubes)						
Norman Wells (Imperial Oil)	102,4	109,3	103,7	103,8	107,5	3,56%
Ikhil (AltaGas)	15,7	16,2	17,9	18,9	18,0	- 4,76%
Collines Cameron (Paramount)	91,3	93,5	99,0	80,3	66,9	- 16,69%
Fort Liard (« F-36 » - Paramount)	50,7	29,9	52,6	0	0	
Fort Liard (« K-29 » - Paramount)	203,3	59,1	49,1	0	0	
Sud-Est de Fort Liard (« N-01 » - Paramount)	38,8	11,9	0	0	0	
Total	**502,2**	**319,9**	**322,3**	**203,0**	**192,4**	**- 5,22%**

Note: production de Liard suspendue

Diagramme 2 : production du pétrole

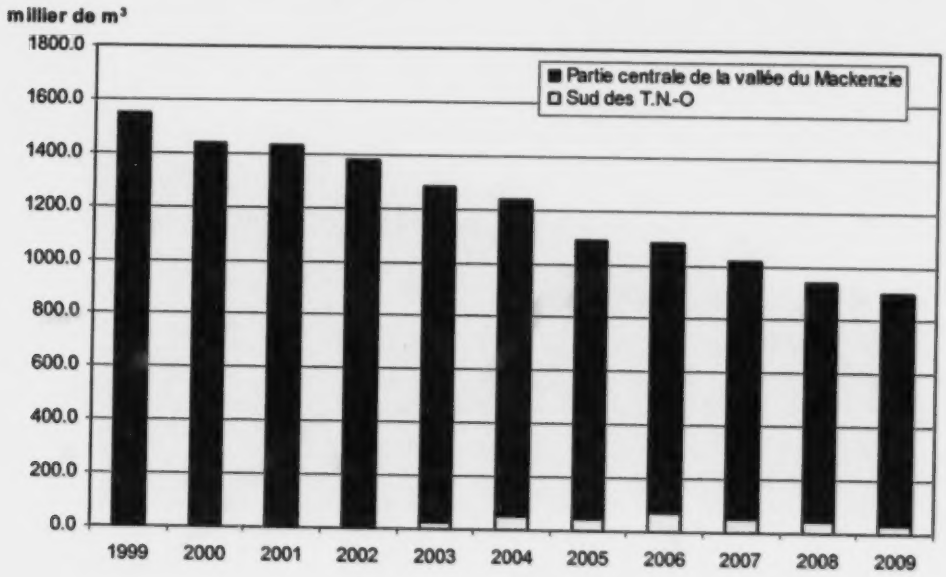
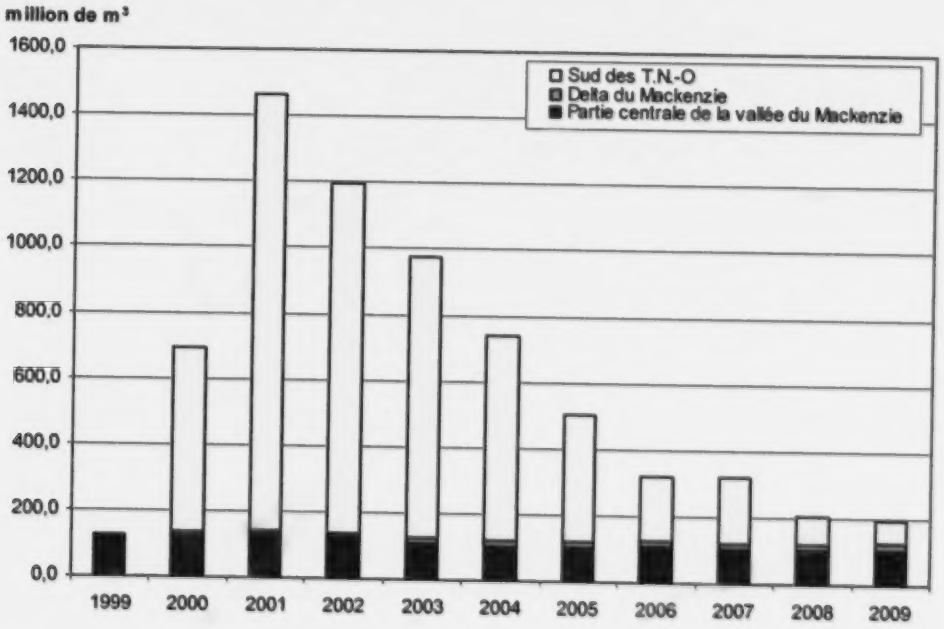


Diagramme 3 : production du gaz



LES REDEVANCES

Les redevances perçues pendant l'année civile 2009 pour la production de pétrole et de gaz sur les terres domaniales dans le Nord se sont élevées à 18 876 656 $. Ceci représente une baisse de 38 % par rapport à 2008, due à une production moindre et à des prix plus bas en 2009 (voir le tableau 9).

L'introduction de pénalités pour l'envoi des rapports en retard est une des modifications apportées au *Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales*, qui sont entrées en vigueur en 2008. Alors que la plupart des entreprises continuent de respecter les dates limites, quatre pénalités ont été imposées en vertu du règlement modifié dont un reste encore à payer. Le montant des pénalités perçues en 2009 a été de 119 000 $.

Tableau 9 : recettes tirées des redevances ($)

	2005	2006	2007	2008	2009[2]
Redevances[1]	16 051 861	30 477 442	25 078 071	30 381 061	18 876 656

Nota: Les redevances du champ Ikhil ne sont pas incluses. Ikhil est situé sur les terres des Inuvialuit et est administré au nom des Inuvialuit, conformément à l'article 7(94) de la Convention définitive des Inuvialuit.

[1] Le total des redevances comprend les redevances de Norman Wells pour deux tiers de la production, mais pas le profit net de la part de la Couronne dans ce champ.

[2] Les revenus de 2009 comprennent un dépôt de 4 millions de $ par une partie intéressée pour une vérification à compléter en 2010.

Vérifications et évaluations

Trois vérifications étaient en cours en 2009. Une a été complétée, et il est prévu que les deux autres le seront en 2010.

Administration des redevances

Le développement et les tests du nouveau système de gestion des redevances (SGR) basé sur le Web sont presque terminés. Ce système est une application électronique de rapport en ligne utilisée par les parties intéressées pour soumettre les chiffres de vente et de production requis. Il facilitera grandement l'administration efficace des redevances pétrolières.

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES

Direction générale du pétrole et du gaz du Nord

Veuillez d'abord consulter notre site Web à l'adresse www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/

Pour obtenir des renseignements plus détaillés, veuillez communiquer avec la source appropriée par téléphone (voir la liste ci-dessous) ou par écrit.

Adresse postale :
Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
Affaires indiennes et du Nord Canada
10e étage, 15/25 rue Eddy
OTTAWA ON K1A 0H4

Par messager seulement :
Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
Affaires indiennes et du Nord Canada
15/25 rue Eddy
GATINEAU QC K1A 0H4
Téléphone : (819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828

Information sur le régime de gestion des ressources, des demandes de nominations et de soumissions, et d'autres informations connexes : Gestionnaire, Régime foncier - téléphone : (819) 934-9392.

Information sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, les permis de prospection, de production et reliés aux découvertes importantes, les transferts, et les notifications - Registraire - téléphone : (819) 997-0048.

Information sur les cartes reliées au pétrole et du gaz du Nord, et sur les données du système d'information géographique : Agent géomaticien (819) 953-8988.

Information sur l'histoire de l'exploration dans le Nord et sur les activités géologiques et géophysiques - Géologue pétrolier principal - téléphone : (819) 953-8722.

Information sur la politique des redevances et la présentation des redevances - Gestionnaire, Politique financière et Administration des redevances - téléphone : (819) 953-8790.

De l'information sur le plan des retombées économiques pour le Nunavut et le large des côtes dans le Nord est disponible auprès de la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord - téléphone : (819) 953-2087.

De l'information sur le plan des retombées économiques associées aux nouveaux programmes d'exploration sur les terres dans les Territoires du Nord-Ouest est disponible auprès du bureau régional du ministère dans les Territoires du Nord-Ouest à l'adresse sous-mentionné

Division de la mise en valeur pétrolière
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Affaires indiennes et du Nord Canada
4915, 50e rue, Case postale 1500
YELLOWKNIFE NT X1A 2R3
Téléphone : (867) 669-2469 / télécopieur : (867) 669-2705

Autres sources d'information

Office national de l'énergie

- Le Secteur des opérations est chargé de réglementer l'exploration, la mise en valeur et la production des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.
- Bureau d'information sur les terres domaniales : cartes, information technique, rapports géologiques et géophysiques et rapports et dossiers sur l'histoire des puits.

Office national de l'énergie
444 - 7e Avenue Sud-Ouest
CALGARY AB T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Site web : http://www.neb.gc.ca/

Commission géologique du Canada

La Commission géologique du Canada (Calgary) offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à de l'information sur les puits forés au nord du 60e parallèle :

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303 - 33e Rue Nord-Ouest
CALGARY AB T2L 2A7
Téléphone : (403) 292-7000
Site web : http://gsc.nrcan.gc.ca/org/calgary/

Information sur les géoscience dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis :

Commission géologique du Canada, Atlantique
Institut océanographique de Bedford
C.P. 1006
DARTMOUTH NS B2Y 4A2
Site web : http://gsc.nrcan.gc.ca/org/atlantic/